

## ГЕОХИМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ КОНЦЕПЦИИ «ЮРСКОГО ИСТОЧНИКА» ЗАЛЕЖЕЙ УВ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

<sup>1</sup>Коржов Ю.В., <sup>1</sup>Кузина М.Я., <sup>2</sup>Исаев В.И., <sup>2</sup>Лобова Г.А.

<sup>1</sup>Югорский государственный университет, Ханты-Мансийск

<sup>2</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет

*Обосновывается концепция «главного источника», формирующего залежи в доюрском основании: основным источником УВ для залежей доюрского комплекса в пределах месторождений центральной части Западной Сибири являются низы тюменской свиты, вероятно, тогурские материнские отложения. Вклад основного (юрского) источника и вклад дополнительного (доюрского) источника УВ в формирование залежи составляет 98 % и 2 %, соответственно.*

### **Модель межпластовой миграции нефтяных углеводородов в разрезе юрского и доюрского комплексов**

В результате изучения распределения углеводородов (УВ) в породах юрского и доюрского комплексов Рогожниковской группы месторождений получены данные, достаточные для определения набора углеводородных показателей миграции, установления ее направленности. Пространственная геохимическая модель меж- и внутрипластовой вертикальной миграции приведена на рис. 1 В геохимической модели межпластовой миграции нефтяных УВ можно отметить следующее [1, 2 и др.].

1. *Зона юрского нефтепроявления* сформирована в результате межпластовых перетоков из низов среднеюрского отдела (низ тюменской свиты) и из верхних отделов тутлеймской (баженовской) свиты. Миграция из низов тюменской свиты происходит как в вышележащие пласты, заполняя углеводородами юрский комплекс до абалакской свиты, так и в нижележащие триасовые вулканогенно-осадочные породы, насыщая выветрелые и гидротермально проработанные эффузивы и прослои аргиллита.

2. Расстояние проходимое восходящими потоками от тюменской до абалакской свиты составляет около 100 м. Выше абалакского флюидоупора в юрской зоне нефтепроявления начинает доминировать органика тутлеймской (баженовской) и абалакской свит.

3. *Расстояние нисходящей миграции УВ от низов тюменской свиты в триасовые слои составляет 250–270 м, контролируется литологией и ФЕС пород.* Нисходящее перемещение наблюдается только в пределах зоны с признаками вторичного изменения пород. По нижней и верхней границам триасовой зоны тектонической трещиноватости, вторичных метасоматических изменений и гидротермальной проработки накапливаются значительные количества тяжелого битуминозного вещества (молекулы УВ выше  $C_{22}$ ), близкого по составу нефтяным маслам, смолам.

4. Ниже зоны дезинтеграции (глубины ниже 2900 м), в плотных кислых вулканитах, фиксируется сингенетичный битумоид. Потока мигрирующих веществ не зафиксировано ни по градиенту концентрации веществ, ни по углеводородным показателям миграции.

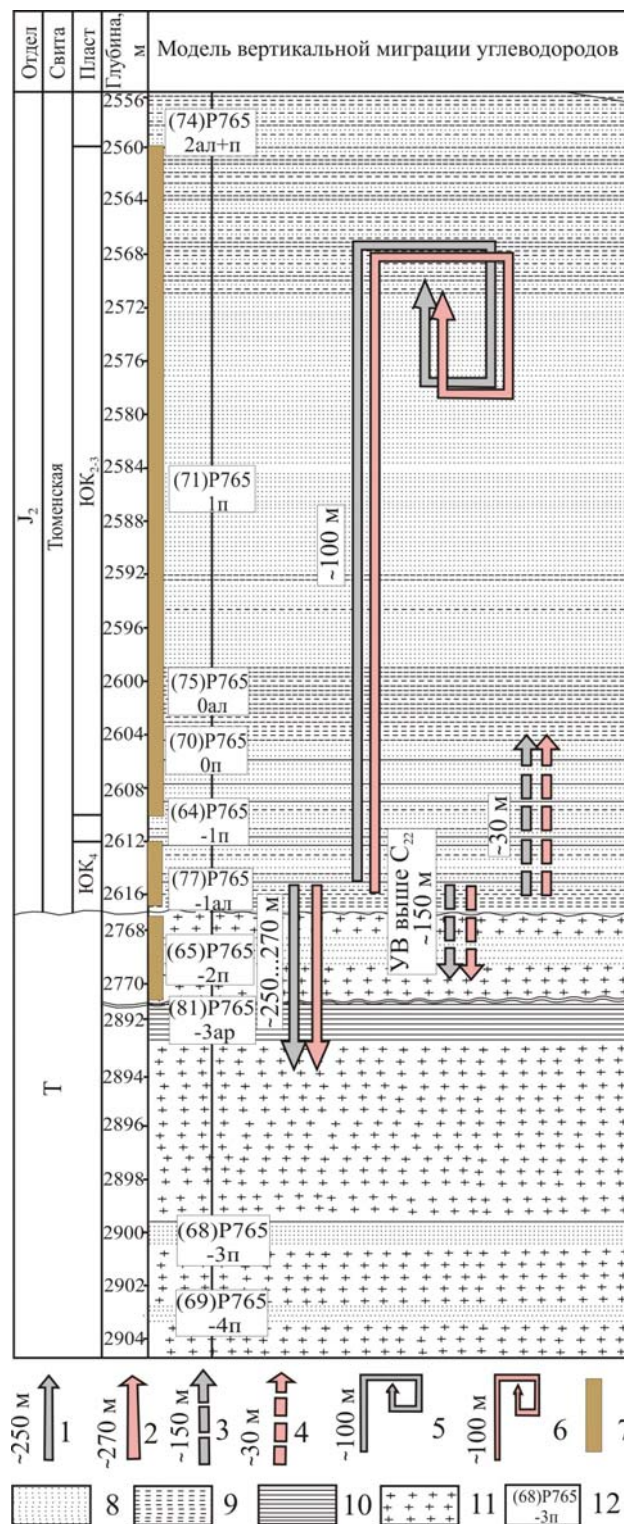


Рис. 1. Геохимическая модель вертикальной миграции углеводородов в разрезе среднеюрских и доюрских отложений Северо-Рогожниковского месторождения:  
1 – межпластовая миграция насыщенных УВ; 2 – межпластовая миграция ароматических УВ;  
3 – межпластовая диффузия насыщенных УВ; 4 – межпластовая диффузия ароматических УВ;  
5 – внутрипластовая миграция насыщенных УВ; 6 – внутрипластовая миграция ароматических УВ,  
7 – нефтепроявления; 8 – песчаник; 9 – алевролит; 10 – аргиллит; 11 – вулканиты триаса;  
12 – шифр образца

## Оценка относительного вклада материнских/отдающих пород в формирование ресурсов УВ залежей доюрского НГК

Геохимическая модель (рис. 1) показывает, что в образовании нефтяных залежей в коллекторах доюрского комплекса участвовало органическое вещество *двух разных источников*. *Первый* – нижние слои нижнеюрских отложений, отдающие углеводороды нисходящей миграцией в результате гидравлических процессов. Высокое содержание органических веществ в нижнеюрских аргиллитах позволяет предположить этот источник в качестве *основного*. *Второй источник* – вулканиты триасового (ниже коры выветривания) и нижележащего палеозойского комплексов, отдающие углеводороды восходящей миграцией в результате направленной диффузии в тепловом поле. Низкое содержание органических веществ позволяет предположить этот источник в качестве *второстепенного*.

Оценка относительного вклада каждого из указанных «источников» в образование нефтяных залежей проведена путем *решения условной задачи «мгновенного» образования залежи при эмиграции микроневти из отдающих пород в пределах ограниченной площади нефтесбора* (рис. 2). Данная задача решена для современного состояния насыщения пород миграционно способным органическим веществом. *Граничные условия задачи:*

1. Первый нефтеотдающий слой – нижнеюрские аргиллиты. Согласно аналитическим данным, текущий уровень содержания миграционно способного органического вещества  $M_H^{\ominus} = 1700$  мг/кг (при принимаемой средней плотности аргиллитов  $\rho_{\text{арг}} = 2500$  кг/м<sup>3</sup>,  $M_H^{\ominus} = 4,25$  кг/м<sup>3</sup>). Далее, принимается, что коэффициент эмиграции углеводородов из аргиллитов КЭА = 0,25.

2. Второй отдающий слой – триасовые породы. Согласно аналитическим данным, предельный уровень содержания миграционно способного органического вещества  $M_H^{\ominus} = 60$  мг/кг (при принимаемой средней плотности вулканитов  $\rho_{\text{вулк}} = 3000$  кг/м<sup>3</sup>,  $M_H^{\ominus} = 0,18$  кг/м<sup>3</sup>). Далее, принимается, что коэффициент эмиграции УВ из вулканитов КЭВ = 0,10.

3. В результате нефтеотдачи (дренажа, файлюации) может образоваться залежь в зоне контакта: площадь  $S = 50$  км<sup>2</sup> ( $5 \cdot 10^7$  м<sup>2</sup>); высота залежи  $h = 2$  м; коэффициент нефтенасыщения породы КН = 0,2.

При указанных размерах ( $V = 1 \cdot 10^8$  м<sup>3</sup>) и нефтенасыщении породы, залежь будет содержать ресурс нефти в объеме  $V_H = 2 \cdot 10^7$  м<sup>3</sup> или в массе  $M_H = 1,6 \cdot 10^{10}$  кг, при принимаемой плотности нефти 800 кг/м<sup>3</sup>.

*Вопрос.* Какова будет площадь нефтесбора, при заданной высоте отдающего слоя, для обеспечения локальной залежи углеводородами указанных двух источников? Каков вклад каждого из источников?

*Решение.* Объем отдающей породы, содержащий необходимое количество микроневти для образования залежи определяется по формулам: 1) для юрских аргиллитов  $V(\text{м}^3) = S(\text{м}^2) \cdot h(\text{м}) = M_H(\text{кг}) / (M_H^{\ominus} \cdot \text{КЭА})$ ; 2) для триасовых вулканитов  $V(\text{м}^3) = S(\text{м}^2) \cdot h(\text{м}) = M_H(\text{кг}) / (M_H^{\ominus} \cdot \text{КЭВ})$ .

*Результаты решения задачи* для различной высоты отдающего слоя следующие. При высоте отдающего слоя 5–8 м, при «мгновенной» отдаче углеводородов, нижнеюрские аргиллиты могут обеспечить образование залежи нефти  $2 \text{ м} \times 50 \text{ км}^2$  с КН = 0,2 с площади нефтесбора 1882–3011 км<sup>2</sup>, что сравнимо с площадью Северо-Рогожниковского и Рогожниковского месторождений (~1800 км<sup>2</sup>). Плотные триасовые вулканиты, даже при увеличении мощности отдающего слоя на порядок (до 50 м), не могут обеспечить образование подобной залежи.



Рис. 2. Схема образования залежи нефти в триасовом переходном комплексе при межпластовой миграции подвижного ОБ из двух независимых источников

Залеж переходного комплекса и выше- и ижележащие предположительно материнские (отдающие нефть) породы	Геометрические характеристики площади нефтесбора				
	Высота отдающего слоя, м		Площадь нефтесбора, км2		
Тюменская свита, 1700 мгОВ/кг	6		2500		
<div><div>↓</div><div>↓</div><div>↓</div><div>↓</div><div>↓</div></div>					
Коллектор	Кол-во нефти, кг			Размеры залежи	
	Из разных источников		Всего, кг	высота (h), м	площадь (S), км2
	кг	%			
Триасовый коллектор, верх	15937500000	98,33	16207500000	2	50,65
Триасовый коллектор, низ	2700000000	1,67			
<div><div>↑</div><div>↑</div><div>↑</div><div>↑</div><div>↑</div></div>					
Триасовые плотные вулканы, 60 мгОВ/кг	6		2500		

Рис. 3. Схема, поясняющая относительный вклад ОБ материнских/отдающих юрских и доюрских пород в формирующуюся условную залежь

На рис. 3 приведены результаты расчета вклада двух независимых источников в образование залежи нефти. Схема показывает, что соотношение вклада основного источника (нижнеюрские аргиллиты) и дополнительного источника (доюрские плотные породы) углеводородов в локальную залежь при одинаковой площади нефтесбора и толщине отдающего слоя, составляет 98,3 и 1,7 %, соответственно.

### Литература

1. Исаев В.И., Коржов Ю.В., Лобова Г.А., Жильцова А.А., Кузина М.Я. Поисковая геохимия по ароматическим углеводородам и модель межпластовой вертикальной миграции нефтяных углеводородов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 12. – С. 30–36.
2. Лобова Г.А., Коржов Ю.В., Кудряшова Л.К. Генезис доюрских залежей нефти Рогожниковской группы месторождений (по данным гравиразведки и геохимии) // Известия ТПУ. – 2014. – Т. 324. – № 1. – С. 65–72.